

**MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DE FLUJO DE
POTENCIA UNIFICADO PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS EN RÉGIMEN
PERMANENTE**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DE FLUJO DE
POTENCIA UNIFICADO PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS EN RÉGIMEN
PERMANENTE**

**AUTOR:
ALAN PATRICK JARAMILLO POZO**

**DIRECTOR:
ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTÍNEZ**

Quito, julio 2019

ALAN PATRICK JARAMILLO POZO

MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DE FLUJO DE POTENCIA UNIFICADO PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS EN RÉGIMEN PERMANENTE

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



ALAN PATRICK JARAMILLO POZO (Y'1991 – M'01). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Teodoro Gómez de la Torre” de la ciudad de Ibarra. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el estudio de estabilidad de voltaje en sistemas de transmisión eléctrica.
ajaramillopo@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTÍNEZ (Y'1972-M'1). Nació en Caracas, Venezuela. Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Simón Bolívar en 1999 y el M.S. en la Universidad Simón Bolívar. Actualmente es docente de la Universidad Politécnica Salesiana. Su área de interés en investigación incluye FACTS, aplicaciones de control neurales y difusas, y electrónica de potencia.
rorizondo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:


Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2019 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTÍNEZ declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DE FLUJO DE POTENCIA UNIFICADO PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS EN RÉGIMEN PERMANENTE*” realizado por ALAN PATRICK JARAMILLO POZO, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, julio del 2019



.....

ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTÍNEZ

C.C.: 1757424195

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, ALAN PATRICK JARAMILLO POZO, con documento de identificación N° 100367922-0, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DE FLUJO DE POTENCIA UNIFICADO PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS EN RÉGIMEN PERMANENTE”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, julio del 2019



.....

ALAN PATRICK JARAMILLO POZO

C.C.: 100367922-0

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	2
MARCO TEÓRICO	4
2.1 Sistemas Flexibles de Transmisión AC (FACTS)	4
2.2 Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC)	5
MODELAMIENTO DEL SISTEMA	6
3.1 Método de Newton Raphson.....	6
3.2 Flujo de Potencia con UPFC	7
MODELO DE RESOLUCIÓN	9
4.1 Modelo de Simulación	10
4.2 Sistema IEEE de 9 Barras	11
SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	11
5.1 Caso 1, Sistema sin UPFC.	12
5.2 Caso 2, Sistema con UPFC en la barra 5.	13
5.3 Caso 3, Sistema con UPFC en la barra 6.	14
CONCLUSIONES	15
6.1 Trabajos Futuros.....	16
REFERENCIAS	16
7.1 Matriz de Estado del Arte	19
7.2 Resumen de Indicadores	22
ANEXOS.....	24

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Aplicación de un UPFC a la red de transmisión eléctrica.	4
Figura 2. Diagrama UPFC.....	5
Figura 3. Esquema SSSC	5
Figura 4. Circuito equivalente del UPFC	7
Figura 5. Sistema IEEE de 9 barras	11
Figura 6. Perfiles de Voltaje sin UPFC.	12
Figura 7. Sistema IEEE con UPFC en la barra 5.	13
Figura 8. Perfiles de Voltaje con UPFC en la barra 5.....	13
Figura 9. Sistema IEEE con UPFC en la barra 6	14
Figura 10. Perfiles de voltaje con UPFC en la barra 6.....	14
Figura 11. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	22
Figura 12. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	23
Figura 13. Indicador de solución - Estado del arte.....	23
Figura 14. Indicador de Solución.	24
Figura 15. Modelamiento del sistema IEEE 9 Barras en el software ETAP.....	25

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Flujos de potencia en las líneas de transmisión (Sistema sin UPFC)	12
Tabla 2. Potencia entregada a la red por las generadoras.	12
Tabla 3. Flujo de potencia activa en la barra 5 sin UPFC.....	12
Tabla 4. Flujo de potencia reactiva en la barra 5 sin UPFC.....	12
Tabla 5. Potencia entregada a la red por las generadoras (Sistema con UPFC)	13
Tabla 6. Flujo de potencia activa en la barra 5 (Sistema con UPFC).	14
Tabla 7. Flujo de potencia reactiva en la barra 5 (Sistema con UPFC)	14
Tabla 8. Potencia entregada a la red por las generadoras (Sistema con UPFC en la barra 6).	15
Tabla 9. Flujo de potencia activa en la barra 6 (Sistema con UPFC en la barra 6).	15
Tabla 10. Flujo de potencia reactiva en la barra 6 (Sistema con UPFC en la barra 6). ...	15
Tabla 11. Matriz de estado del arte	19
Tabla 12. Datos del Sistema IEEE de 9 barras.....	24
Tabla 13. Datos de líneas del sistema IEEE de 9 barras	25
Tabla 14. Datos de potencia de generadores.	25
Tabla 15. Datos de generadores.	25

MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DE FLUJO DE POTENCIA UNIFICADO PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS EN RÉGIMEN PERMANENTE

Resumen

El presente artículo muestra un modelo para el estudio eléctrico en régimen permanente de un controlador de flujo de potencia unificado (UPFC), utilizando el software matemático MATLAB. Para obtener los flujos de energía en el SEP, se utilizan métodos iterativos convencionales, como el método de Newton Raphson, que se modificará para agregar un dispositivo UPFC en la red eléctrica. El propósito de la implementación del algoritmo de resolución es evaluar el impacto que el dispositivo UPFC tiene en la red de transmisión, especialmente en el nivel de voltaje en los nodos y la capacidad de carga de las líneas de transmisión.

Palabras Clave: FACTS, UPFC, Flujo de Potencia, Líneas de Transmisión, Sistema Eléctrico de Potencia.

Abstract

The present article shows a model for the electric study in permanent regime of a unified power flow controller (UPFC), using MATLAB mathematical software. To obtain the energy flows in the SEP, conventional iterative methods are used, such as the Newton Raphson method, which will be modified to add a UPFC device in the electric network. The purpose of the implementation of the resolution algorithm is to evaluate the impact that the UPFC device has on the transmission network, especially on the voltage level at the nodes and the load capacity of the transmission lines.

Keywords: FACTS, UPFC, Power Flow, Transmission Lines, Power System.

1 Introducción

Uno de los objetivos principales de varias líneas de investigación en la ingeniería eléctrica es lograr un incremento en el desempeño del sistema eléctrico de potencia (SEP), pues con el creciente incremento de la demanda es necesario contar con el respaldo de una red eléctrica confiable y capaz de responder ante posibles eventualidades o perturbaciones en las condiciones de operación del SEP [1].

El crecimiento económico de una población ocasiona un crecimiento industrial, comercial y residencial [2]. El SEP debe estar en condiciones para abastecer la demanda generada por los grupos demográficos en términos de calidad, seguridad y confiabilidad. Debido a esto, las centrales generadoras han optado por mejorar la calidad de sus procesos, reduciendo pérdidas, implementando nuevas tecnologías en el área de control y monitoreo, logrando así incrementar su capacidad [2] [3].

La red de transmisión, sin embargo no es tan sencilla de modificar como para añadir nuevas líneas de transmisión, por esta razón es necesario reorganizar los flujos de potencia por las líneas para lograr cubrir la demanda existente, resultado de esta reorganización de flujos de potencia se puede tener líneas que estén funcionando con una alta cargabilidad o cerca de su límite térmico y líneas de transmisión que se encuentren subutilizadas, generando problemas de estabilidad de voltaje en el SEP [4] [5].

Al tener una red eléctrica en constante crecimiento con interconexiones entre subestaciones, centrales generadoras y cargas, las líneas de transmisión se han convertido en el elemento más común del SEP, esto conlleva a que sea necesario añadir compensación reactiva en la red lo

que restringe la capacidad de potencia transmitida por las líneas [1] [6].

En cuanto a las subestaciones eléctricas cabe aclarar que no todas se encuentran automatizadas, algunas de ellas aun operan con elementos electromecánicos cuyo tiempo de actuación es elevado y por ende tienen una respuesta lenta ante posibles perturbaciones en el SEP, estos dispositivos mecánicos hacen que la subestación sea prácticamente inflexible al ofrecer poca capacidad de control, aun peor para las líneas de transmisión se tiene una controlabilidad de flujo de potencia prácticamente nula [7] [8].

La integración de tecnologías como la electrónica de alta potencia y microprocesadores más potentes ha llevado al desarrollo de nuevos dispositivos electrónicos capaces de implementarse en la red eléctrica existente sin la necesidad de realizar cambios en la topografía de la red [9] [10].

Una de estas tecnologías basada en la electrónica de potencia son Sistemas de Transmisión AC Flexible (FACTS). Los FACTS tienen la capacidad de controlar uno o más parámetros eléctricos de la red, logrando mejoras en cuanto a la capacidad de transmisión de potencia por las líneas de transmisión [11]. Una característica llamativa de los FACTS, es permitir modificar los parámetros de las líneas de transmisión que permite modificar la cantidad de potencia que fluye por las líneas, logrando llegar hasta sus límites sin la necesidad de arriesgar la estabilidad o integridad de la red [8] [9].

Hoy en día existen diversos tipos de FACTS desarrollados e implementados en la red eléctrica [12]. Un miembro de la familia FACTS del que vale la pena hablar es el Controlador Unificado de Flujo de Potencia: UPFC (Unified Power Flow Controller) [13]. El UPFC resulta de la combinación de otros dos

compensadores FACTS, un STATCOM (Compensador Estático Síncrono), y un SSSC (Condensador Estático Síncrono Serie), la combinación de ambos compensadores permite al UPFC controlar el flujo de potencia activa y reactiva en una determinada línea de transmisión, además este controla la magnitud de voltaje en la barra incrementando directamente la estabilidad de voltaje de la red [14] [15].

La implementación de UPFCs en la red eléctrica trae varias ventajas en términos de optimización de recursos de transmisión. Por ejemplo, los autores de [16], plantean la aplicación de una variante de UPFC sin transformador para la interconexión de dos SEP síncronos, con una gran diferencia de fase entre ellos. Como es sabido, conectar dos sistemas síncronos con diferencia de fase es imposible, pues la corriente resultante de dicha interconexión sería demasiado alta y provocaría daños irreparables en los equipos. Entonces interviene el modelo de UPFC sin transformador que realiza la interconexión de los sistemas, lo que permite un control independiente de potencia activa, reactiva y magnitud de voltaje en el área de interconexión.

En países como China, específicamente en la región de Suzhou, se realizan estudios para la implementación de UPFC, con la finalidad de mejorar la condición de trabajo de la red EHVDC (Transmisión DC de Extra Alto Voltaje) especialmente en las épocas de invierno y verano cuando la demanda energética es mayor.

En el artículo [14], plantea determinar la ubicación óptima de un UPFC en una red de prueba, para ello usa la aplicación

de flujos óptimos de potencia para determinar la sensibilidad del UPFC respecto a todas las líneas de transmisión, luego mediante una técnica de selección basada en la sensibilidad del UPFC se establece el emplazamiento óptimo del mismo. Para este proceso se modela un UPFC con un transformador ideal y cuyas variables de control no dependen de corrientes y voltajes en las entradas y salidas del UPFC, por ende, no es necesario añadir nuevas barras para la interconexión del UPFC.

Los autores de [17], efectúan el estudio de la afectación que puede ocasionar a los sistemas de protecciones del SEP, la modelación de la inclusión de un UPFC en la red eléctrica de la provincia de Nanjing, y realizan el estudio de protecciones, específicamente para las protecciones de distancia, en donde plantean la modelación de 3 zonas de protección relacionadas entre sí y con la capacidad de determinar la ubicación exacta de la falla en la línea de transmisión. Simulaciones realizadas en el software PSCAD/EMTDC arrojaron que el modelo de 3 zonas tiene un rendimiento excelente y no es afectada por el modo operativo y parámetros de control del UPFC.

La aplicación de los UPFC, trae varias ventajas en términos de optimización de recursos de los sistemas de transmisión. Tecnologías más recientes y ambientalmente más amigables como la energía eólica, plantean el uso de los UPFCs, para atenuar los problemas de resonancia sub síncrona (SSR) en plantas de generación eólica y así reducir posibles problemas de inestabilidad de voltaje y mejorar la confiabilidad de la planta [13].

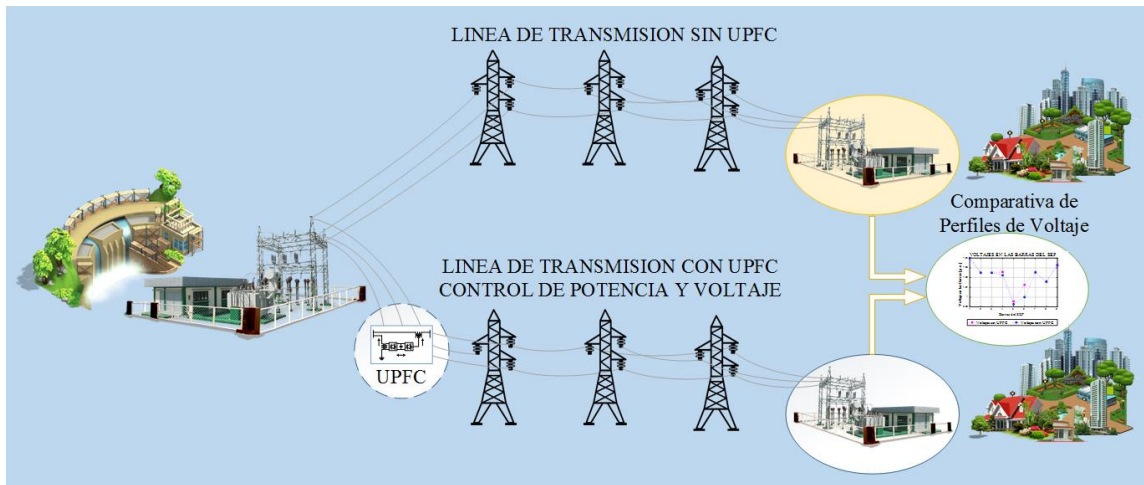


Figura 1. Aplicación de un UPFC a la red de transmisión eléctrica.

El presente artículo plantea la implementación del sistema de prueba de las IEEE de 9 barras como modelo base para realizar el estudio eléctrico en estado estable. El artículo propone la implementación de un dispositivo UPFC en el sistema de pruebas de la IEEE. Para ello se modela el UPFC en el software MATLAB, el software matemático MATLAB permite la resolución de flujos de potencia mediante el método de Newton Raphson, de la resolución del flujo de potencia se evalúa el comportamiento de voltajes, cargabilidad de líneas de transmisión, potencia generada.

El documento se estructura de la siguiente manera: Sección I: Introducción y un breve resumen del estado actual de utilización de los equipos UPFC. Sección II: Marco Teórico relacionado a los equipos UPFC y métodos de simulación e implementación en redes de transmisión. Sección III: Modelamiento matemático del equipo UPFC en el SEP. Sección IV: Modelo de Resolución del problema y los algoritmos implementados en Matlab. Sección V: Simulación y Análisis de resultados. Sección VI: Conclusiones y

trabajos futuros. Sección VII: Referencias y anexos.

2 Marco Teórico

2.1 Sistemas Flexibles de Transmisión AC (FACTS)

Los FACTS abarcan un gran conjunto de equipos creados a partir de la electrónica de alta potencia, los equipos fueron diseñados con la finalidad de manejar potencias en el orden de los MVar. Estos dispositivos son comúnmente usados en el sistema de transmisión eléctrica con el objeto de mejorar la controlabilidad de la red, además de aumentar el límite de potencia transferida por la línea de transmisión en la que sea instalado [4] [18].

Con la finalidad de operar y controlar la potencia en tiempo real, los FACTS otorgan al SEP la característica de mejorar su capacidad de potencia transmitida, por ende, incrementan su eficiencia y confiabilidad [19]. Una de las ventajas de los FACTS es que permiten re direccionar el flujo de potencia desde las líneas más cargadas hacia las líneas con menor cargabilidad, otra característica

que cabe mencionar es que permiten sobrecargar la línea de transmisión y operar de manera segura sin arriesgar la integridad estructural de la línea ni mucho menos arriesgar la estabilidad del SEP [2] [20].

Los FACTS son una tecnología con una buena acogida por el área eléctrica, debido a que su objetivo es mejorar las características propias de la red en la que sea instalado. Estas características son, por ejemplo: otorgar controlabilidad a las líneas de transmisión, incrementar la capacidad de transferencia de potencia por las líneas de transmisión, mantener control sobre el flujo de potencia, además de mejorar el uso de la red de transmisión. Estas características de control lo han afianzado como un dispositivo a ser tomado en cuenta [21] [3].

2.2 Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC)

El controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) basa su funcionamiento en la combinación de otros dos controladores, al combinar las capacidades del STATCOM y SSSC obtenemos un equipo con la capacidad de controlar en forma individual o colectiva los parámetros que influyen en el flujo de potencia por la línea de transmisión (voltaje, impedancia, ángulo de fase), además de controlar la magnitud de voltaje en la barra en la que se encuentre conectado [22].

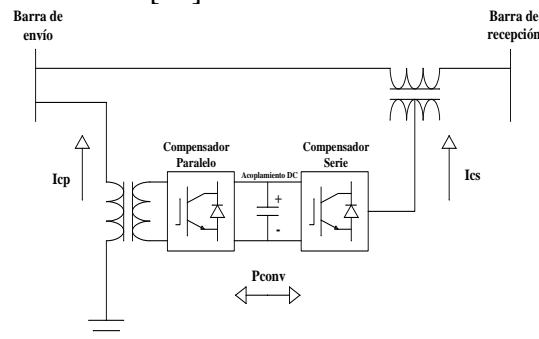


Figura 2. Diagrama UPFC.

El STATCOM es un dispositivo perteneciente a la familia FACTS que se conecta a la red eléctrica en derivación mediante un transformador de acople. La IEEE define al STATCOM como: “Un generador síncrono estático operado como un compensador de VAR estático conectado en derivación, cuya corriente de salida capacitiva o inducida puede ser controlada independientemente del voltaje del sistema AC” [23] [24].

El STATCOM tiene la capacidad de absorber o generar potencia reactiva de manera similar a un condensador síncrono, sin embargo, al no tener partes móviles el STATCOM resulta ser más eficiente que el condensador síncrono, también es capaz de regular el voltaje como un SVC [23] [25].

El SSSC tiene características similares a un desfaseador estático, la diferencia es que el controlador SSSC no consume potencia reactiva de la red AC, este convertidor tiene su propia fuente en el condensador DC. El controlador SSSC es capaz de controlar potencia activa y reactiva, por ende, también es capaz de controlar la magnitud del voltaje de barra.

A diferencia del STATCOM el controlador SSSC se conecta en serie con la línea de transmisión [23] [26].

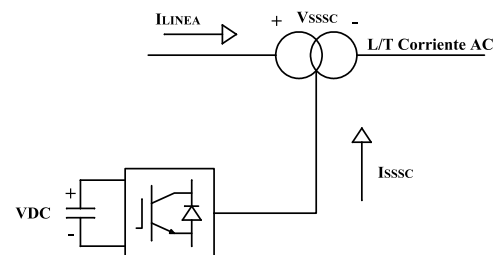


Figura 3. Esquema SSSC

Los UPFC fueron concebidos con la finalidad de ofrecer el control en tiempo real de los flujos de potencia además de proveer de compensación dinámica a los sistemas de transmisión en corriente alterna. Esta característica proporciona

una mayor flexibilidad para solucionar algunos de los problemas inherentes al sistema de transmisión de potencia eléctrica. El UPFC puede controlar selectivamente o de manera simultánea todos los parámetros de la potencia que fluye por las líneas: nivel de voltaje, ángulo de fase. También posee la capacidad de controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva que circula por las líneas [16] [5].

3 Modelamiento del Sistema

Para realizar un estudio eléctrico de un sistema de potencia es necesario realizar la modelación matemática de cada uno de sus elementos, dicha modelación permite realizar simulaciones del SEP y analizar su comportamiento ante escenarios habituales como des energización de líneas de transmisión, paro de un transformador en una subestación por motivos de mantenimiento, salida programada de una subestación, o implementación de nuevos equipos en la red.

El algoritmo más comúnmente usado para la simulación de flujos de potencia es el método de Newton Raphson, debido a su rápida convergencia y poco requerimiento de memoria para los cálculos matemáticos del proceso iterativo el método de Newton Raphson está firmemente afianzado como un método eficiente para el cálculo de flujos de potencia [28].

Para el presente documento se usa el algoritmo de Newton Raphson para la simulación en estado inicial del SEP, de la simulación se obtienen los valores de potencia transmitida por las líneas de transmisión, la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra. Para complementar el estudio eléctrico del SEP se incluye el dispositivo UPFC en el SEP con la finalidad de mejorar los flujos

de potencia por las líneas de transmisión, así como los voltajes de barras [28] [29].

El método de Newton Raphson ha de ser modificado específicamente en el Jacobiano para la inclusión de las nuevas ecuaciones que modelan el dispositivo UPFC, dicha modificación del Jacobiano permite la correcta inclusión del UPFC en el proceso de cálculo de flujos de potencia. Una vez obtenido el nuevo flujo de potencia se compara los valores obtenidos con los originales para determinar en qué manera afecta o beneficia al SEP la inclusión de un UPFC [28].

3.1 Método de Newton Raphson.

El método de Newton Raphson permite obtener las condiciones de operación en régimen permanente del sistema eléctrico de potencia mediante procesos iterativos hasta una condición de parada que ocurre cuando los errores de potencia son inferiores a una tolerancia específica [30].

Al descomponer la potencia compleja en su parte real e imaginaria, $S = V * I^* = P + jQ$ y expresarlo en términos de voltaje y la matriz de admitancias del sistema obtiene las ecuaciones 1 y 2, las cuales sirven para calcular la potencia activa y reactiva en cualquier barra “i” del SEP:

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

La variación de potencia se calcula en función de la potencia especificada y la potencia calculada:

$$P_i^{esp} = P_i^{Gen} - P_i^{Load} \quad (3)$$

$$Q_i^{esp} = Q_i^{Gen} - Q_i^{Load} \quad (4)$$

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{cal} \quad (5)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{cal} \quad (6)$$

Donde:

P_i^{esp}	Potencia activa especificada en la barra “i” del SEP.
Q_i^{esp}	Potencia reactiva especificada en la barra “i” del SEP
ΔP_i	Variación/Desviación de potencia activa en la barra “i” del SEP
ΔQ_i	Variación/Desviación de potencia reactiva en la barra “i” del SEP.

El método de Newton Raphson es un proceso iterativo en el cual partiendo de una solución inicial se calcula una solución estimada en el camino de solución, este proceso se repite hasta encontrar un valor muy cercano a la solución ideal y cuyo error sea menor a la tolerancia establecida [11] [28].

$$\Delta x^{i+1} = -J^i * F(X^i) \quad (7)$$

$$X^{i+1} = X^i + \Delta x^{i+1} \quad (8)$$

Contrastando las ecuaciones de solución del método de newton Raphson con las soluciones del flujo de potencia, entonces podemos mencionar que el vector X representa las variables de estado (voltajes y anglos de barras), F(x) representa los cambios de potencia activa y reactiva en las barras y J(X) es la matriz Jacobiana del SEP, por último, el vector ΔX es el vector de corrección de variables de estado. Se representa entonces las ecuaciones en términos de potencia y voltaje [18] [28].

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^1 & J^2 \\ J^3 & J^4 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$F = J \Delta X \quad (10)$$

3.2 Flujo de Potencia con UPFC

El circuito equivalente del UPFC consiste en 2 convertidores conectados a la línea de transmisión, uno en serie y el otro en paralelo como se muestra en la Figura 4, donde la barra k es la barra de envío y m es la barra de recepción [28].

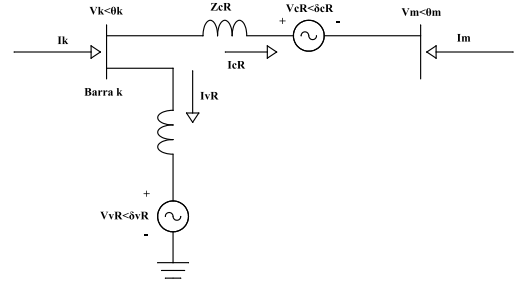


Figura 4. Circuito equivalente del UPFC

El propósito de implementar el UPFC es mantener la potencia aparente en una línea de transmisión en un valor específico y regular la magnitud de voltaje en la barra de envío.

Las ecuaciones de potencia para todo el SEP (con UPFC) son las mismas que en el modelo sin inclusión del UPFC, excepto en los nodos en los que se conecta el UPFC [10] [27], las nuevas ecuaciones a tener en cuenta resultan del análisis de circuitos eléctricos de la Figura 4.

$$V_K = V_{vR} (\cos \delta_{vR} + j \sin \delta_{vR}) \quad (11)$$

$$V_K = V_{cR} (\cos \delta_{cR} + j \sin \delta_{cR}) \quad (12)$$

Donde V_{vR} y δ_{vR} representan la magnitud y ángulo de voltaje de convertidor en paralelo, y V_{cR} y δ_{cR} representan la magnitud y ángulo de voltaje del convertidor en serie [31].

Entonces las ecuaciones de flujo de potencia entre los nodos de conexión del UPFC se presentan a continuación:

Ecuaciones de potencia activa y reactiva del nodo de envío, nodo k:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ + V_k V_{cR} [G_{km} \cos(\theta_k - \delta_{cR}) + B_{km} \sin(\theta_k - \delta_{cR})] \\ + V_k V_{vR} [G_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR}) + B_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR})] \quad (13)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \\ + V_k V_{cR} [G_{km} \sin(\theta_k - \delta_{cR}) - B_{km} \cos(\theta_k - \delta_{cR})] \\ + V_k V_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR})] \quad (14)$$

Ecuaciones de potencia activa y reactiva del nodo de recepción, nodo m:

$$P_m = V_{cR}^2 G_{mm} + V_{cR} V_k [G_{km} \cos(\delta_{cR} - \theta_k) + B_{km} \sin(\delta_{cR} - \theta_k)] \\ + V_{cR} V_m [G_{mm} \cos(\delta_{cR} - \theta_m) + B_{mm} \sin(\delta_{cR} - \theta_m)] \quad (15)$$

$$Q_m = -V_{cR}^2 B_{mm} + V_{cR} V_k [G_{km} \sin(\delta_{cR} - \theta_k) - B_{km} \cos(\delta_{cR} - \theta_k)] \\ + V_{cR} V_m [G_{mm} \sin(\delta_{cR} - \theta_m) - B_{mm} \cos(\delta_{cR} - \theta_m)] \quad (16)$$

Ecuaciones de potencia activa y reactiva del convertidor en serie:

$$P_{cR} = V_{cR}^2 G_{mm} + V_{cR} V_k [G_{km} \cos(\delta_{cR} - \theta_k) + B_{km} \sin(\delta_{cR} - \theta_k)] \\ + V_{cR} V_m [G_{mm} \cos(\delta_{cR} - \theta_m) + B_{mm} \sin(\delta_{cR} - \theta_m)] \quad (17)$$

$$Q_{cR} = -V_{cR}^2 B_{mm} + V_{cR} V_k [G_{km} \sin(\delta_{cR} - \theta_k) - B_{km} \cos(\delta_{cR} - \theta_k)] \\ + V_{cR} V_m [G_{mm} \sin(\delta_{cR} - \theta_m) - B_{mm} \cos(\delta_{cR} - \theta_m)] \quad (18)$$

Ecuaciones de potencia activa y reactiva del convertidor en paralelo:

$$P_{vR} = -V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)] \quad (19)$$

$$Q_{vR} = V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)] \quad (21)$$

Donde:

P_k	Potencia activa total en nodo de envío.
Q_k	Potencia reactiva total en nodo de envío.
P_m	Potencia activa total en nodo de recepción.
Q_m	Potencia reactiva total en nodo de recepción.
P_{cR}	Potencia activa del convertidor en serie.
Q_{cR}	Potencia reactiva del convertidor en serie.
P_{vR}	Potencia activa del convertidor en paralelo.
Q_{vR}	Potencia reactiva del convertidor en paralelo.

UPFC es cero, por lo tanto, el balance resulta ser:

$$P_{vR} + P_{cR} = 0 \quad (22)$$

$$P_{conv} = P_{vR} + P_{cR} \quad (23)$$

Donde P_{conv} representa el desbalance de potencia activa entre los convertidores serie y paralelo.

Para la resolución del flujo de potencia con la inclusión del UPFC es necesario modificar la matriz Jacobiana del SEP convencional para incluir las variables del UPFC, entonces al Jacobiano original se añade 3 filas y 3 columnas correspondientes a las derivadas parciales de la potencia activa y reactiva entre las barras m y k, y la tercera ecuación corresponde a la derivada parcial del desbalance de potencia activa entre convertidores serie y paralelo [31] [32].

Se debe considerar el balance de potencia activa en los convertidores serie y paralelo, el flujo de potencia activa en el

Matriz Jacobiana del SEP incluido el UPFC:

$$J_{mod} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vR}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{conv}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{conv}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial \delta_{vR}} \end{bmatrix} \quad (24)$$

La ecuación de resolución del flujo de potencia se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{mk} \\ \Delta Q_{mk} \\ \Delta P_{conv} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vR}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{conv}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{conv}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_{conv}}{\partial \delta_{vR}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_{vR} \\ \frac{V_{vR}}{V_m} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \frac{\Delta \delta_{cR}}{V_{cR}} \\ \frac{\Delta V_{cR}}{V_{cR}} \\ \frac{\Delta \delta_{vR}}{V_{cR}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_{vR} \\ \frac{V_{vR}}{V_m} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \frac{\Delta \delta_{cR}}{V_{cR}} \\ \frac{\Delta V_{cR}}{V_{cR}} \\ \frac{\Delta \delta_{vR}}{V_{cR}} \end{bmatrix} \quad (25)$$

4 Modelo de Resolución

Las variaciones en el sistema de potencia como la inclusión de cargas conexión o desconexión de una línea de transmisión, el mantenimiento de subestación son factores que influyen en la variación del perfil de voltaje de la red.

Con la finalidad de evaluar el estado del SEP se realiza un estudio eléctrico, y

mediante la evaluación del perfil de voltaje se determina cuáles son los nodos más afectados por la variación de potencia en la red.

Para efectos del presente estudio, se propone la implementación de un dispositivo FACTS en un nodo determinado de la red eléctrica para mejorar los perfiles de voltaje del SEP y

de esta manera reducir las pérdidas de potencia totales en la red.

La implementación de los dispositivos UPFC permite al sistema eléctrico compensar la variación de potencia mediante la inyección o consumo de potencia activa y reactiva, el correcto desempeño de los dispositivos UPFC promete mejorar los perfiles de voltajes del SEP, de igual manera al mejorar la distribución de potencia por las líneas de transmisión se reducen las pérdidas de potencia en el sistema por concepto de una mala distribución.

Para demostrar el funcionamiento del UPFC se realiza la simulación de un sistema de pruebas, en nuestro caso se realiza la simulación del sistema de pruebas de la IEEE de 9 barras, la simulación se realiza en el software MATLAB, mediante la aplicación del método de Newton Raphson se obtiene el estado inicial del SEP. Luego de obtener las condiciones iniciales del SEP se añade 1 UPFC en la red eléctrica y se realiza la simulación del SEP con el método de Newton Raphson modificado para obtener los valores modificados en el nuevo sistema de potencia incluido el UPFC.

Para complementar el estudio eléctrico del sistema de potencia se realiza la comparación de los perfiles de voltaje obtenidos en la red en condiciones iniciales con los perfiles de voltaje obtenidos en el modelo con inclusión del UPFC, la comparación de perfiles de voltaje permite tener una mejor apreciación de la influencia de los UPFC en un SEP convencional.

4.1 Modelo de Simulación

En la siguiente sección se presenta el pseudocódigo utilizado en el software MATLAB para la resolución del problema planteado.

Algoritmo de Resolución de Flujos de Potencia

Paso 1: Inicio del Algoritmo

Paso 2: Cargar de datos del sistema de potencia:

Barras, Líneas, Cargas, etc.
PowerFlowData

Paso 3: Carga de datos del UPFC:

Nodos de conexión, Potencia, Voltajes, Ángulos, etc.
UPFCData

Paso 4: Inicia el proceso iterativo:

While Error > Tolerancia

Paso 5: Calcular la matriz de admitancias del sistema Ybarra.

Ybarra=[Yreal ,Yimag]

Paso 6: Calcular los desbalances de potencia ΔP y ΔQ

Paso 7: Calcular la matriz Jacobiana para resolución del flujo de potencia.

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$$

Paso 8: Se resuelve el flujo de potencia para el caso 1: SIN INCLUIR UPFC

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Paso 9: Calcular el Error y evaluar:

Error > Tolerancia

Volver a Paso 4

Error < Tolerancia

Presentación de resultados

Fin

Una vez obtenidos los resultados de flujo de potencia en estado inicial se modifica el sistema y se añade el UPFC.

Algoritmo de Resolución de Flujos de Potencia para un SEP con UPFC
Paso 1: Inicio del Algoritmo
Paso 2: Modificar el sistema para inclusión del UPFC: Barras Cargas Líneas
Paso 3: Inicia el proceso iterativo While Error > Tolerancia
Paso 4: Calcula la inyección de potencia del UPFC.
Paso 5: Calcula el desbalance de potencia ΔP, ΔQ en los nodos del UPFC.
Paso 6: Modifica la matriz Jacobiana para incluir potencias y voltajes del UPFC $J_{mod} = J + \begin{bmatrix} H_{UPFC} & N_{UPFC} \\ M_{UPFC} & L_{UPFC} \end{bmatrix}$
Paso 7: Calcular ΔV, $\Delta \theta$
Paso 8: Calcular error y evaluar: Error > tolerancia Volver al Paso 2 Error < tolerancia Fin del proceso iterativo
Paso 9: Presentación de resultados

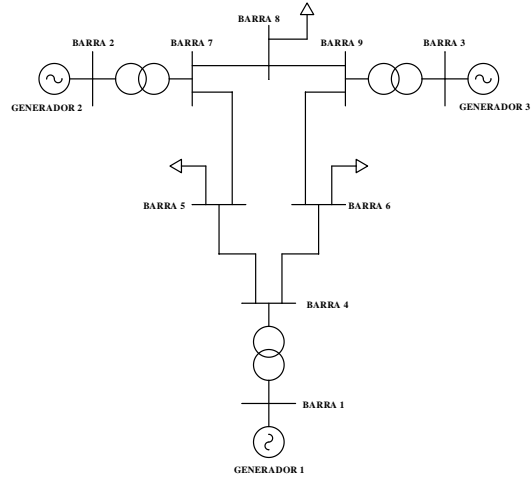


Figura 5. Sistema IEEE de 9 barras

Como primer paso en el método de resolución se aplica la simulación de flujos de potencia para determinar los valores iniciales de voltajes y ángulos en los nodos de la red, este proceso nos permitirá tener una perspectiva de cómo influye la aplicación de los UPFC en el SEP.

4.2 Sistema IEEE de 9 Barras

Para la resolución del problema planteado se utiliza como modelo base el sistema eléctrico de pruebas IEEE de 9 barras, el sistema de pruebas está constituido por 9 nodos, en los cuales se tiene 3 nodos de generación, 3 nodos de carga y 3 nodos en los cuales se encuentran instalados transformadores, además de 6 líneas de transmisión que complementan el SEP, todos los datos del sistema de pruebas de la IEEE de 9 barras se encuentran en los anexos.

5 Simulación y Análisis de Resultados

Para poder apreciar el impacto que tiene el dispositivo UPFC en el SEP se realizan varias simulaciones para obtener resultados en cada escenario. Una vez obtenidos los resultados de cada escenario se realiza la comparación de resultados para determinar cómo se comporta el SEP al incluirse un equipo UPFC en su red de transmisión, por esta razón se realizaron dos casos de estudio con la inclusión del UPFC en la barra 5 y 6 del sistema de la IEEE de 9 barras.

5.1 Caso 1, Sistema sin UPFC.

Para el primer escenario de investigación se realiza una evaluación de las condiciones iniciales del SEP, es decir, se evalúa los niveles de voltaje en los nodos de la red, la potencia entregada a la red por parte de las barras de generación, es importante evaluar también los flujos de potencia por las líneas de transmisión.

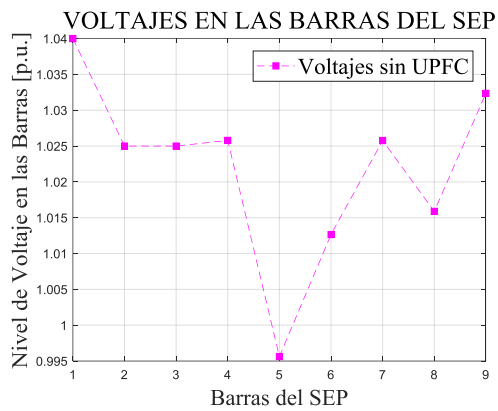


Figura 6. Perfiles de Voltaje sin UPFC.

La Figura 6 presenta los niveles de voltaje obtenidos en cada una de las barras del sistema. Se puede apreciar que los niveles de voltaje varían entre 0.9 y 1.05 por unidad.

A continuación, se presentan los flujos de potencia por las líneas de transmisión.

Tabla 1. Flujos de potencia en las líneas de transmisión (Sistema sin UPFC)

		Potencia Enviada		Potencia Recibida		Potencia de Pérdidas	
Líneas		Potencia Activa [p.u.]	Potencia Reactiva [p.u.]	Potencia Activa [p.u.]	Potencia Reactiva [p.u.]	Potencia Activa [p.u.]	Potencia Reactiva [p.u.]
2	7	1,63	-0,0665	-1,63	-0,0918	0	-0,1583
7	8	0,7638	0,008	-0,759	0,107	0,0048	0,115
8	9	-0,241	0,243	0,2418	-0,0312	0,0009	0,2118
9	3	-0,85	-0,1496	0,85	0,1086	0	-0,041
7	5	0,866	0,0838	-0,8432	0,1131	0,023	0,1969
5	4	-0,4068	0,3869	0,4094	-0,2289	0,0026	0,1579
9	6	0,6082	0,1807	-0,5946	0,1346	0,0135	0,3153
6	4	-0,3054	0,1654	0,3073	-0,0103	0,0017	0,1551
4	1	-0,7164	0,2392	0,7164	-0,2705	0	-0,0312
7	8	0,7638	0,008	-0,759	0,107	0	-0,1583
8	9	-0,241	0,243	0,2418	-0,0312	0,0048	0,115

Como se observa en la Tabla 1, la línea de transmisión que transporta más potencia es la línea entre las barras 7 y 5,

con una potencia de 86.6 MW y 8.38 MVar en el envío, mientras que en la recepción se tiene 84.32 MW y -11.31 MVar, al ser la línea que transporta la mayor cantidad de potencia, en este caso, en la línea ocurrirá la mayor pérdida de potencia activa, con un total de 2.3 MW, siendo que el sistema tiene un total de pérdidas de potencia activa equivalente a 4.65 MW, la línea 7-5 aporta con el 49.46% de las pérdidas totales del SEP.

Tabla 2. Potencia entregada a la red por las generadoras.

Barra	Potencia Activa [p.u.]	Potencia Reactiva [p.u.]
Barra 1	0,7164	0,2705
Barra 2	1,63	0,0665
Barra 3	0,85	-0,1086

La Tabla 2 permite apreciar la potencia activa y reactiva entregada a la red por los generadores, algo a tomar en cuenta de estos resultados es que el generador localizado en la barra 3, se encuentra absorbiendo potencia reactiva del sistema en una magnitud de 10.86 MVar.

Tabla 3. Flujo de potencia activa en la barra 5 sin UPFC.

Líneas		Potencia Activa Enviada [p.u.]	Potencia Activa Recibida [p.u.]	Pérdidas [p.u.]
7	5	0,866	-0,8432	0,023
5	4	-0,4068	0,4094	0,0026

Tabla 4. Flujo de potencia reactiva en la barra 5 sin UPFC.

Líneas	Potencia Reactiva Enviada [p.u.]	Potencia Reactiva Recibida [p.u.]	Pérdidas [p.u.]
7 5	0,0838	0,1131	0,1969
5 4	0,3869	-0,2289	0,1579

En la Tabla 3 y la Tabla 4 se puede apreciar la cargabilidad de las líneas de

transmisión asociadas a la barra 5, en la barra 5 se encuentra conectada una carga de 125 MW (-1.25 pu) y 50 MVar (-0.5 pu), es muy fácil darnos cuenta que al realizar la suma algebraica de las potencias enviadas y recibidas en la barra 5, se cumple el balance de potencia y es posible la alimentación de la carga conectada en dicha barra.

5.2 Caso 2, Sistema con UPFC en la barra 5.

Para el segundo escenario de simulación, al sistema original le es añadido 1 UPFC, para realizar el proceso de simulación en MATLAB es necesario modificar la topología de la red, se añade una barra de acople ficticia para añadir el dispositivo UPFC el cual controla el flujo de potencia en la línea de transmisión entre las barras 7 y 5, la red modificada se puede observar en la Figura 7.

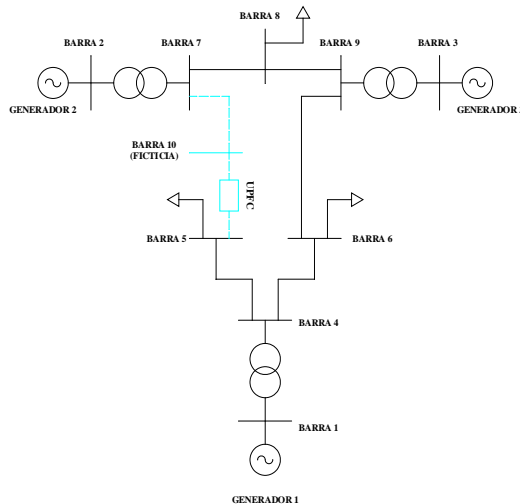


Figura 7. Sistema IEEE con UPFC en la barra 5.

En el segundo escenario de simulación, se analizan los flujos de potencia que circulan por las líneas de transmisión, prestando especial atención a las líneas asociadas al UPFC, cabe recordar que una de las características del UPFC es que posee la capacidad de

controlar el flujo de potencia por las líneas de transmisión, por ende, al revisar los resultados se obtendrá cambios en la potencia transportada en las líneas más cercanas al UPFC.

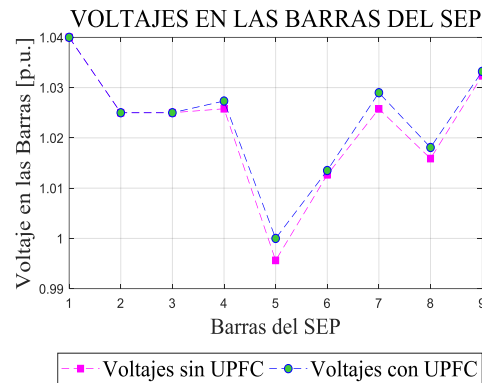


Figura 8. Perfiles de Voltaje con UPFC en la barra 5.

Tabla 5. Potencia entregada a la red por las generadoras (Sistema con UPFC)

Barra	Potencia Activa [p.u.]	Potencia Reactiva [p.u.]
Barra 1	1.1212	0.2627
Barra 2	1,63	0.0136
Barra 3	0,85	-0.1238

Tabla 5 presenta los nuevos valores de potencias generadas en las barras de generación, el principal cambio lo tiene el generador 1, el generador emplazado en la barra 1 (Slack) incrementa su generación en 56,5% (40.48 MW), esto ocurre debido a la potencia requerida por el UPFC

Como el UPFC tiene la capacidad de generar su propia potencia reactiva, el generador 1 reduce su generación de reactivos en un 2.88%, el generador 2 reduce su potencia reactiva en 80.55% y el generador 3 incrementa su absorción de reactivos en un 14%

La línea con mayor cargabilidad en el caso anterior era la 7-5 con 86.6 MW y 8.38 MVar, con la inclusión del UPFC el flujo de potencia se redistribuye y se reduce la cargabilidad de la línea a 79.97 MW y 14.64 MVar, en términos de

potencia aparente, la potencia transportada se reduce de 87 MVA a 81.3 MVA, esto representa una reducción de 6.55% en la cargabilidad de la línea.

Tabla 6. Flujo de potencia activa en la barra 5 (Sistema con UPFC).

Líneas	Potencia Activa Enviada [p.u.]	Potencia Activa Recibida [p.u.]	Pérdidas [p.u.]
7 10	0,7997	-0,7803	0,0193
10 5	0,7803	-0,7803	0
5 4	-0,8697	0,8776	0,0079

Tabla 7. Flujo de potencia reactiva en la barra 5 (Sistema con UPFC)

Líneas	Potencia Reactiva Enviada [p.u.]	Potencia Reactiva Recibida [p.u.]	Pérdidas [p.u.]
7 10	0,1464	0,0742	0,2206
10 5	-0,0742	0,1138	0,0396
5 4	0,2775	-0,1639	0,1135

Si bien es cierto que la línea con mayor cargabilidad del SEP ha reducido su potencia transportada, esto no implica que el SEP haya reducido las pérdidas de potencia activa, debido a la redistribución de flujos de potencia por las líneas las pérdidas del SEP se incrementan a un total de 5.11 MW, esto representa un incremento de 9.89% de pérdidas de potencia activa.

5.3 Caso 3, Sistema con UPFC en la barra 6.

En el segundo escenario de simulación, el UPFC será instalado en la barra 6, en esta barra se encuentra instalada una carga de 90 MW y 30 MVar, la red se modifica y se añade un nodo ficticio (barra 10) para la conexión del UPFC, la red queda modificada a como se muestra en la Figura 9.

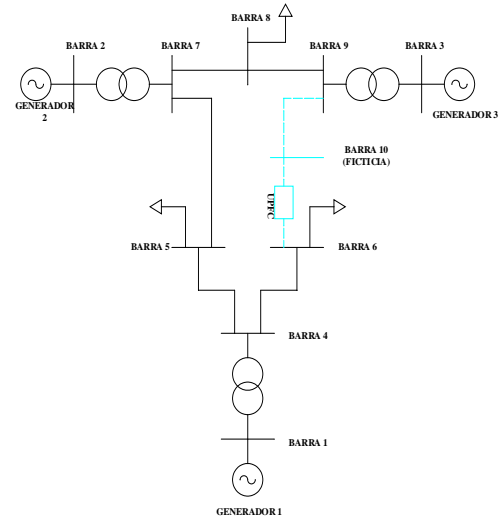


Figura 9. Sistema IEEE con UPFC en la barra 6

Como primer parámetro de comparación, se obtiene nuevos perfiles de voltaje de los nodos del SEP, como se puede observar en la Figura 10, para el caso en el que el UPFC es instalado en la barra 6, los niveles de voltaje en las barras disminuyen en relación con el estado inicial del SEP, esta reducción del nivel de voltaje no representa problemas para la correcta operación del SEP, ya que todas las barras a excepción de la barra 5 se encuentran operando por encima de 1 pu.

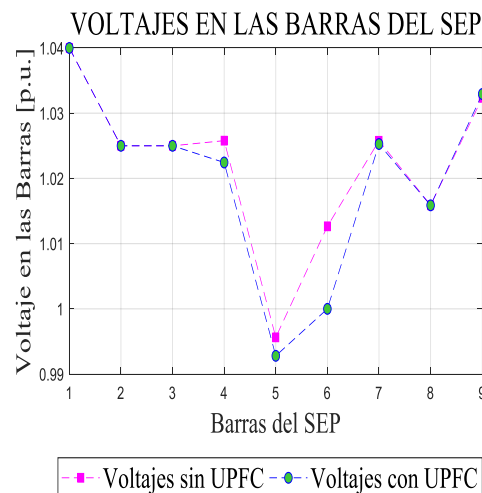


Figura 10. Perfiles de voltaje con UPFC en la barra 6.

La Tabla 8 presenta los nuevos valores de los generadores del SEP, al igual que el caso anterior la potencia activa entregada a la red por el generador 1 se incrementa, en esta ocasión se incrementa en un 56.89%, un porcentaje bastante similar al caso anterior.

Tabla 8. Potencia entregada a la red por las generadoras (Sistema con UPFC en la barra 6).

Barra	Potencia Activa [p.u.]	Potencia Reactiva [p.u.]
Barra 1	1.124	0.3513
Barra 2	1,63	0.0747
Barra 3	0,85	-0.1189

A diferencia del caso anterior en el cual las potencias reactivas de los generadores disminuían, en este caso las potencias reactivas en los generadores se ven incrementadas, en el generador 1 se incrementa en un 29.87%, en el generador 2 se incrementa un 12.33%, y en el generador 3 la absorción de reactivos aumenta en 9.48%.

La Tabla 9 y

Tabla 10, presentan los valores de potencia activa y reactiva transportada por la línea de transmisión 9-6 en la cual es añadido el UPFC.

Tabla 9. Flujo de potencia activa en la barra 6 (Sistema con UPFC en la barra 6).

Líneas		Potencia Activa Enviada [p.u.]	Potencia Activa Recibida [p.u.]	Pérdidas [p.u.]
9	10	0,5781	-0,5659	0,0122
10	6	0,5659	-0,5659	0
6	4	-0,7341	0,7434	0,0093

Tabla 10. Flujo de potencia reactiva en la barra 6 (Sistema con UPFC en la barra 6).

Líneas		Potencia Reactiva Enviada [p.u.]	Potencia Reactiva Recibida [p.u.]	Pérdidas [p.u.]
9	10	0,1944	0,1282	0,3226
10	6	-0,1282	0,1957	0,0675
6	4	0,164	-0,0527	0,1113

En estado inicial, la línea de transmisión entre las barras 9 y 6, transportaba 60 MW y 18.07 MVar, posterior a la implementación del UPFC y la redistribución de flujos de potencia, la línea se encuentra transportando 57.81 MW y 19.44 MVar. En términos de potencia aparente, la línea de transmisión pasó de transportar 63.44 MVA a transportar 60.99 MVA, lo cual implica una reducción del 4% en la cargabilidad de la línea.

Por último, las pérdidas de potencia activa totales del sistema, pues en estado inicial el SEP tenía pérdidas de potencia activa de 4.65 MW, en el escenario 1, las pérdidas se incrementaron hasta los 5.11 MW, y en el segundo escenario de simulación las pérdidas totales del SEP se incrementan hasta los 5.4 MW.

6 Conclusiones

El presente artículo muestra las simulaciones de un controlador unificado de flujo de potencia UPFC. El proceso de simulación fue llevado a cabo con el software MATLAB.

Se realiza la modelación y simulación del sistema normalizado IEEE de 9 barras añadiendo un equipo UPFC. Así fue posible controlar el flujo de potencia por las líneas de transmisión y se redujo en un porcentaje considerable la cargabilidad de las líneas en las que fue instalado el controlador UPFC.

El emplazamiento del dispositivo UPFC ha incrementado las pérdidas de potencia activa del sistema, esto sucede debido a la potencia requerida para el funcionamiento del UPFC, sin embargo, debido a las ventajas en cuanto a la controlabilidad de los flujos de potencia, resulta conveniente la implementación del UPFC, como se corrobora en con la investigación realizada en los artículos [5] [25] [28] [30].

El producto obtenido en esta investigación es un conjunto de scripts en MATLAB que permite realizar la simulación del controlador UPFC en un sistema de potencia. Con esto se obtiene resultados del flujo de potencia con niveles de voltaje en las barras, pérdidas de potencia, ángulos de voltaje y potencias de generación.

6.1 Trabajos Futuros

Para futuros trabajos a nivel de pregrado se recomienda:

- Validar los resultados obtenidos en el programa MATLAB con otros programas de código abierto como el entorno de programación Octave, y el EMTP/ATP.
- Utilizar algoritmos que impliquen la no modificación de la matriz Jacobiana y efectuar una comparación de los tiempos de computación para determinar su eficiencia.
- Extender la aplicación del algoritmo a sistemas radiales y anillados con las diferentes versiones del UPFC en bajo voltaje.

7 Referencias

- [1] I. Adebayo, A. A. Jimoh, and A. Yusuff, "Voltage stability assessment and identification of important nodes in power transmission network through network response structural characteristics," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 6, pp. 1398–1408, 2017.
- [2] Ö. Özdemir, F. D. Munoz, J. L. Ho, and B. F. Hobbs, "Economic Analysis of Transmission with Demand Response and Quadratic Losses by Successive LP," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1096–1107, 2016.
- [3] H. Liu, X. Li, G. Qin, and S. Hao, "Stability of grid connected system of two types of wind turbines with UPFC," *J. Eng.*, vol. 2017, no. 13, pp. 2178–2183, 2017.
- [4] L. Jiankun, Z. Ningyu, Z. Xinyao, X. Ke, and C. Zhe, "Method of calculating the maximum transmission capability with unified power flow controller," *J. Eng.*, vol. 2017, no. 13, pp. 1963–1968, 2017.
- [5] G. Shahgholian, M. Mahdavian, M. Janghorbani, I. Eshaghpour, and E. Ganji, "Analysis and Simulation of UPFC in Electrical Power System for Power Flow Control," vol. 00, no. c, pp. 62–65, 2017.
- [6] S. Polster and H. Renner, "Voltage stability monitoring methods for distribution grids using the thevenin impedance," *Cired*, vol. 2017, no. June, pp. 12–15, 2017.
- [7] A. G. Vlachos and P. N. Biskas, "Demand response in a real-time balancing market clearing with pay-as-bid pricing," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1966–1975, 2013.
- [8] T. J. Hammons *et al.*, "State of the art in ultrahigh-voltage transmission," *Proc. IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 360–390, 2012.
- [9] A. Edris, "FACTS technology development: an update," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 20, no. 3, pp. 4–9, Mar. 2000.
- [10] D. Soto and T. C. Green, "A comparison of high-power converter topologies for the implementation of FACTS controllers," *IEEE Trans. Ind.*

- Electron.*, vol. 49, no. 5, pp. 1072–1080, Oct. 2002.
- [11] S. Bhowmick, B. Das, and N. Kumar, “An indirect UPFC model to enhance reusability of Newton power-flow codes,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 2079–2088, 2008.
 - [12] A. Rajabi-Ghahnavieh, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Shahidehpour, and R. Feuillet, “UPFC for enhancing power system reliability,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 2881–2890, 2010.
 - [13] S. Golshannavaz, F. Aminifar, and D. Nazarpour, “Application of UPFC to enhancing oscillatory response of series-compensated wind farm integrations,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1961–1968, 2014.
 - [14] S. An, J. Condren, and T. W. Gedra, “An ideal transformer UPFC model, OPF first-order sensitivities, and application to screening for optimal UPFC locations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 68–75, 2007.
 - [15] P. Li, Y. Wang, C. Feng, and J. Lin, “Application of MMC-UPFC in the 500 kV power grid of Suzhou,” vol. 2017, no. October, pp. 2514–2518, 2017.
 - [16] Y. Liu, S. Yang, X. Wang, D. Gunasekaran, U. Karki, and F. Z. Peng, “Application of Transformer-Less UPFC for Interconnecting Two Synchronous AC Grids with Large Phase Difference,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 9, pp. 6092–6103, 2016.
 - [17] X. Kong, Y. Yuan, L. Gao, P. Li, and Q. Li, “A Three-Zone Distance Protection Scheme Capable to Cope With the Impact of UPFC,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 8977, no. c, pp. 1–1, 2017.
 - [18] M. Abdel-Akher, Z. Chen, F. Jurado, S. Kamel, and M. Ebeed, “Developed generalised unified power flow controller model in the Newton–Raphson power-flow analysis using combined mismatches method,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 9, pp. 2177–2184, 2016.
 - [19] M. A. Sayed and T. Takeshita, “All nodes voltage regulation and line loss minimization in loop distribution systems using UPFC,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 6, pp. 1694–1703, 2011.
 - [20] J. Mutale and G. Strbac, “Transmission network reinforcement versus FACTS: an economic assessment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 961–967, 2000.
 - [21] M. Varadarajan and K.S. Swarup, “Extended reliability model of a unified power flow controller,” *Gener. Transm. Distrib. IET*, vol. 1, no. 2, p. 324, 2007.
 - [22] Parvathy S. and K. C. S. Thampatty, “Dynamic Modeling and Control of UPFC for Power Flow Control,” *Procedia Technol.*, vol. 21, pp. 581–588, Jan. 2015.
 - [23] R. K. Varma and R. Salehi, “SSR Mitigation With a New Control of PV Solar Farm as STATCOM (PV-STATCOM),” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1473–1483, Oct. 2017.
 - [24] S. Jiang, A. M. Gole, U. D. Annakkage, and D. A. Jacobson, “Damping performance analysis of IPFC and UPFC controllers using validated small-signal models,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 1, pp. 446–454, 2011.

- 2011.
- [25] T. P. G. T. A. Priyankara, M. J. L. R. Fernando, I. A. K. Sandeepa, N. M. K. D. Bandara, and H. W. D. Hettiarachchi, "Design , Simulation and Implementation of a UPFC (Unified Power Flow Controller) for Transmission Line Model," pp. 1–6.
 - [26] Z. Moravej, M. Pazoki, and M. Khederzadeh, "Impact of UPFC on Power Swing Characteristic and Distance Relay Behavior," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 1, pp. 261–268, Feb. 2014.
 - [27] M. Othman, A. Rajabi-Ghahnavieh, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Optimal unified power flow controller application to enhance total transfer capability," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 4, pp. 358–368, 2015.
 - [28] M. Sarkar, "Effect of UPFC allocation on transmission system power loss," in *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, 2013, pp. 1185–1188.
 - [29] A. Pazderin and S. Yuferev, "Power flow calculation by combination of Newton-Raphson method and Newton's method in optimization," in *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, 2009, no. 3, pp. 1693–1696.
 - [30] S. E. Mubeen, R. K. Nema, and G. Agnihotri, "Comparison of Power flow control: TCSC versus UPFC," in *2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference*, 2008, pp. 1–5.
 - [31] J. Yang, Z. Xu, W. Wang, and H. Cai, "Implementation of a novel unified power flow controller into Newton-Raphson load flow," in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017, vol. 2018-Janua, pp. 1–5.
 - [32] M. Pereira and L. C. Zanetta, "A current based model for load flow studies with UPFC," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 677–682, 2013.
 - [33] D. Povh, "Modeling of FACTS in power system studies," *2000 IEEE Power Eng. Soc. Conf. Proc.*, vol. 2, no. c, pp. 1435–1439, 2000.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 11. Matriz de estado del arte

ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INCLUYENDO CURVAS DE CAPACIDAD PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN EL MÉTODO CPF																									
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Estabilidad de Voltaje	Flujos de Potencia	Newton Raphson	Método de la Continuación	Flujos de Potencia Continuada	Variación de Potencia de carga en el sistema de transmisión	Cargabilidad de las líneas de transmisión	Límite de carga por Nivel de tensión	Límite de carga por potencia transportada	Realizar un estudio de estabilidad a largo plazo	Cargabilidad de líneas de transmisión	Límite de flujo de potencia por líneas de transmisión	Cargabilidad de líneas de transmisión	Algoritmos Iterativos	Newton Raphson	Flujos de potencia continuados	Método de la completacion	Límites de carga para líneas de transmisión	Modelación del sistema de potencia	Simulación de flujos de potencia mediante el metodo de Newton-Raphson	Análisis del sistema de potencia mediante el metodo de la continuación	Estudio de estabilidad de voltaje a largo plazo
1	2017	I. Adebayo, A. A. Jimoh, and A. Yusuff, "Voltage stability assessment and identification of important nodes in power transmission network through network response structural characteristics," <i>IET Gener. Transm. Distrib.</i> , vol. 11, no. 6	0	✗					✗													✗			✗
2	2016	Ö. Özdemir, F. D. Munoz, J. L. Ho, and B. F. Hobbs, "Economic Analysis of Transmission with Demand Response and Quadratic Losses by Successive LP," <i>IEEE Trans. Power Syst.</i> , vol. 31, no. 2	0		✗												✗					✗			
3	2017	H. Liu, X. Li, G. Qin, and S. Hao, "Stability of grid connected system of two types of wind turbines with UPFC," <i>J. Eng.</i> , vol. 2017, no. 13	0	✗	✗				✗			✗													
4	2017	L. Jiankun, Z. Ningyu, Z. Xinyao, X. Ke, and C. Zhe, "Method of calculating the maximum transmission capability with unified power flow controller," <i>J. Eng.</i> , vol. 2017, no. 13	1		✗				✗		✗	✗													
5	2017	G. Shahgholian, M. Mahdavian, M. Janghorbani, I. Eshaghpour, and E. Ganji, "Analysis and Simulation of UPFC in Electrical Power System for Power Flow Control," vol. 00, no. c	7	✗	✗				✗	✗				✗											
6	2017	S. Polster and H. Renner, "Voltage stability monitoring methods for distribution grids using the thevenin impedance," <i>Cired</i> , vol. 2017	116	✗					✗				✗									✗			✗
7	2013	A. G. Vlachos and P. N. Biskas, "Demand response in a real-time balancing market clearing with pay-	0	✗										✗			✗					✗			

22	2015	Parvathy S. and K. C. S. Thampatty, "Dynamic Modeling and Control of UPFC for Power Flow Control," <i>Procedia Technol.</i> , vol. 21	5	✖											✖									✖
23	2017	R. K. Varma and R. Salehi, "SSR Mitigation With a New Control of PV Solar Farm as STATCOM (PV-STATCOM)," <i>IEEE Trans. Sustain. Energy</i> , vol. 8, no. 4	0	✖	✖		✖					✖				✖		✖			✖			✖
24	2011	S. Jiang, A. M. Gole, U. D. Annakkage, and D. A. Jacobson, "Damping performance analysis of IPFC and UPFC controllers using validated small-signal models," <i>IEEE Trans. Power Deliv.</i> , vol. 26, no. 1	0	✖									✖								✖			
25	2017	T. P. G. T. A. Priyankara, M. J. L. R. Fernando, I. A. K. Sandeepa, N. M. K. D. Bandara, and H. W. D. Hettiarachchi, "Design , Simulation and Implementation of a UPFC (Unified Power Flow Controller) for Transmission Line Model	1	✖	✖							✖				✖					✖			✖
26	2014	Z. Moravej, M. Pazoki, and M. Khederzadeh, "Impact of UPFC on Power Swing Characteristic and Distance Relay Behavior," <i>IEEE Trans. Power Deliv.</i> , vol. 29, no. 1	79	✖			✖	✖		✖	✖		✖	✖		✖				✖				
27	2015	M. Othman, A. Rajabi-Ghahnavieh, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Optimal unified power flow controller application to enhance total transfer capability," <i>IET Gener. Transm. Distrib.</i> , vol. 9, no. 4	5						✖	✖	✖		✖	✖	✖					✖				
28	2013	M. Sarkar, "Effect of UPFC allocation on transmission system power loss," in <i>2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability</i>	0						✖					✖						✖				✖
29	2009	A. Pazderin and S. Yuferev, "Power flow calculation by combination of Newton-Raphson method and Newton's method in optimization," in <i>2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics</i> , 2009, no. 3	0	✖	✖	✖					✖		✖	✖		✖	✖			✖	✖			
30	2008	S. E. Mubeen, R. K. Nema, and G. Agnihotri, "Comparison of Power flow control: TCSC versus UPFC," in <i>2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference</i> , 2008, pp. 1–5.	1	✖	✖		✖	✖								✖		✖				✖	✖	
31	2017	J. Yang, Z. Xu, W. Wang, and H. Cai, "Implementation of a novel unified power flow controller into Newton-Raphson load flow," in <i>2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting</i> , vol. 2018-Janua	9		✖			✖	✖				✖	✖		✖				✖				
32	2013	M. Pereira and L. C. Zanetta, "A current based model for load flow studies with UPFC," <i>IEEE Trans. Power Syst.</i> , vol. 28, no. 2	5		✖			✖			✖					✖						✖		✖
33	2000	D. Povh, "Modeling of FACTS in power system studies," <i>2000 IEEE Power Eng. Soc. Conf. Proc.</i> , vol. 2	7	✖			✖				✖		✖	✖		✖		✖				✖		
		CANTIDAD:	23	19	2	5	7	11	8	3	5	8	8	6	3	18	5	5	2	7	18	6	2	9

7.2 Resumen de Indicadores

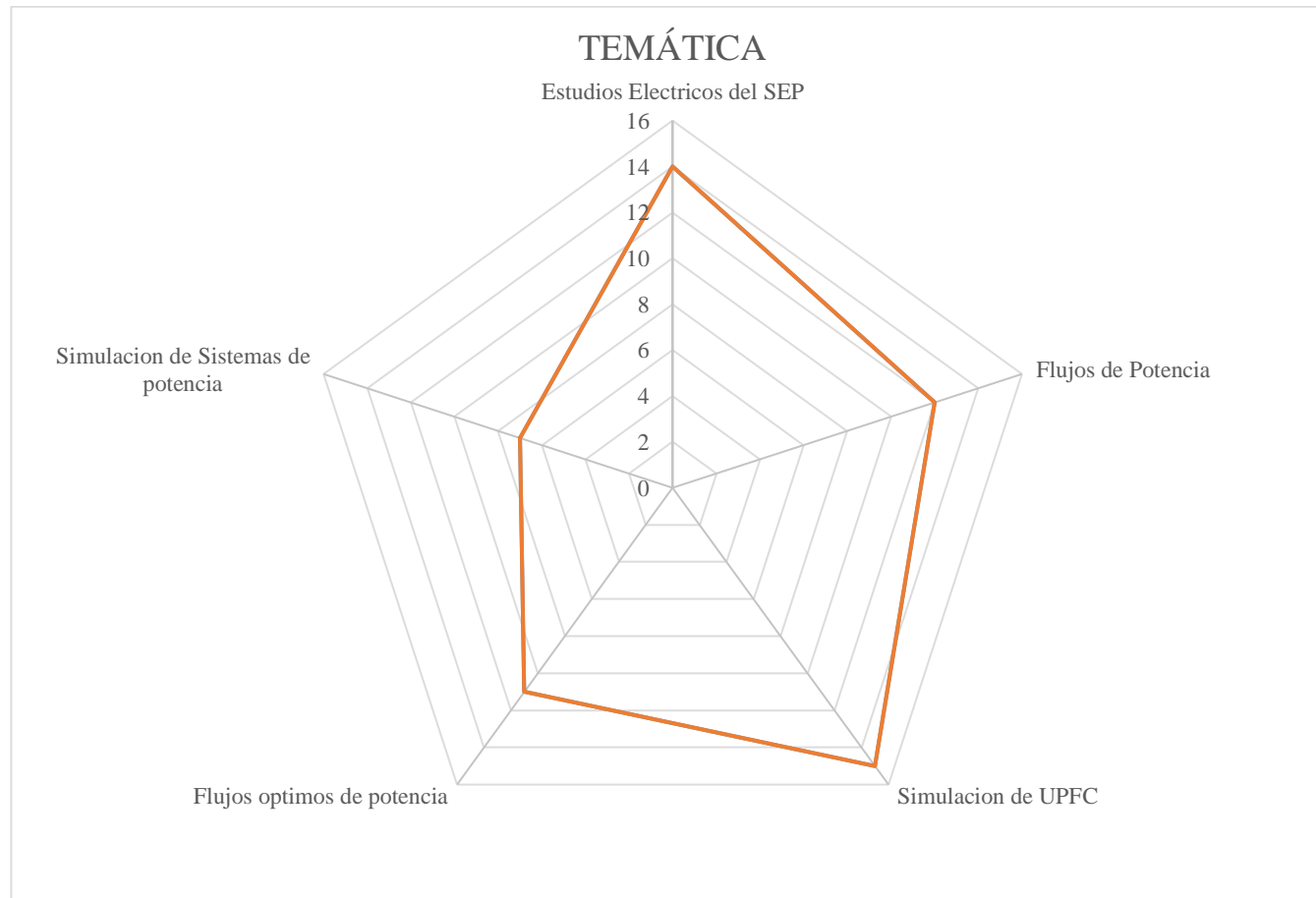


Figura 11. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

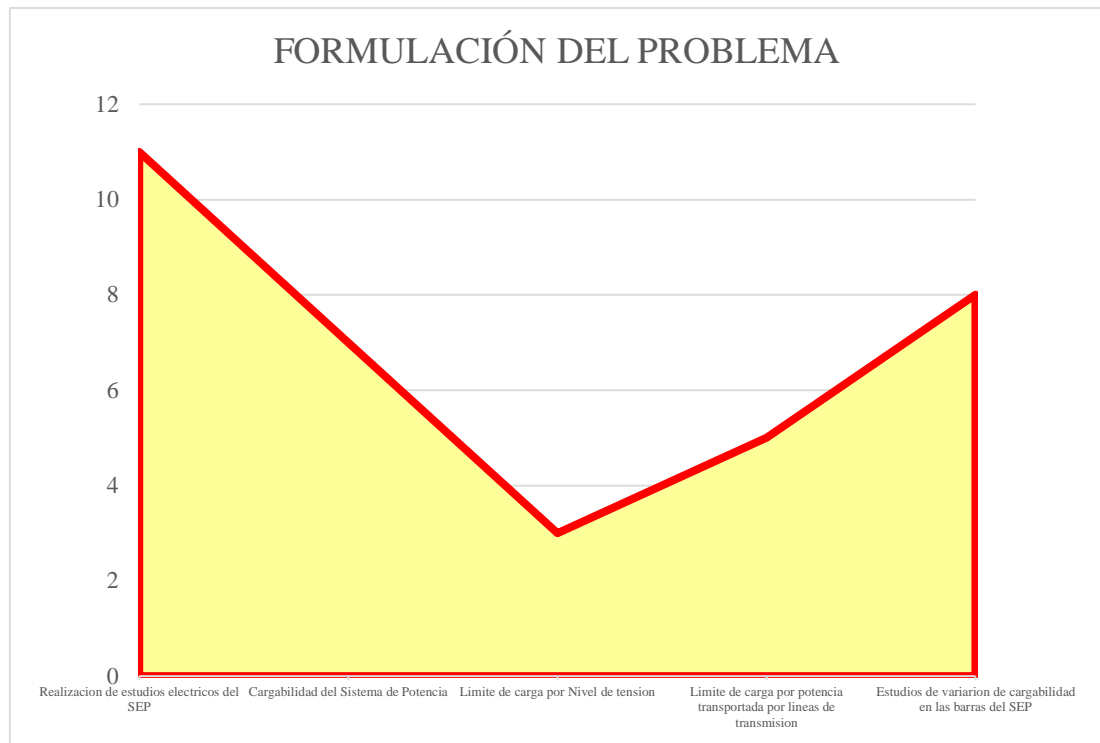


Figura 12. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

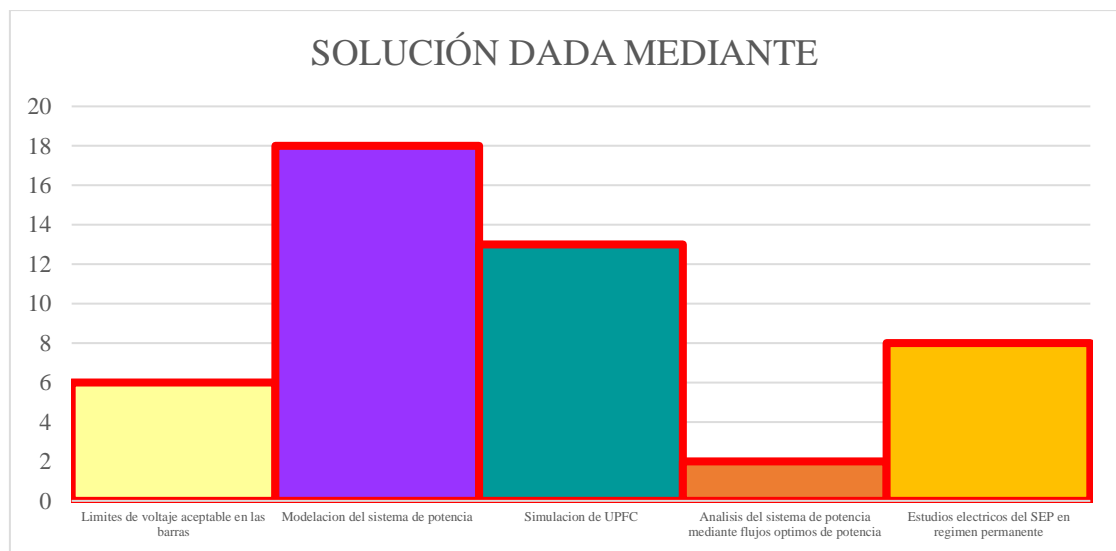


Figura 13. Indicador de solución - Estado del arte

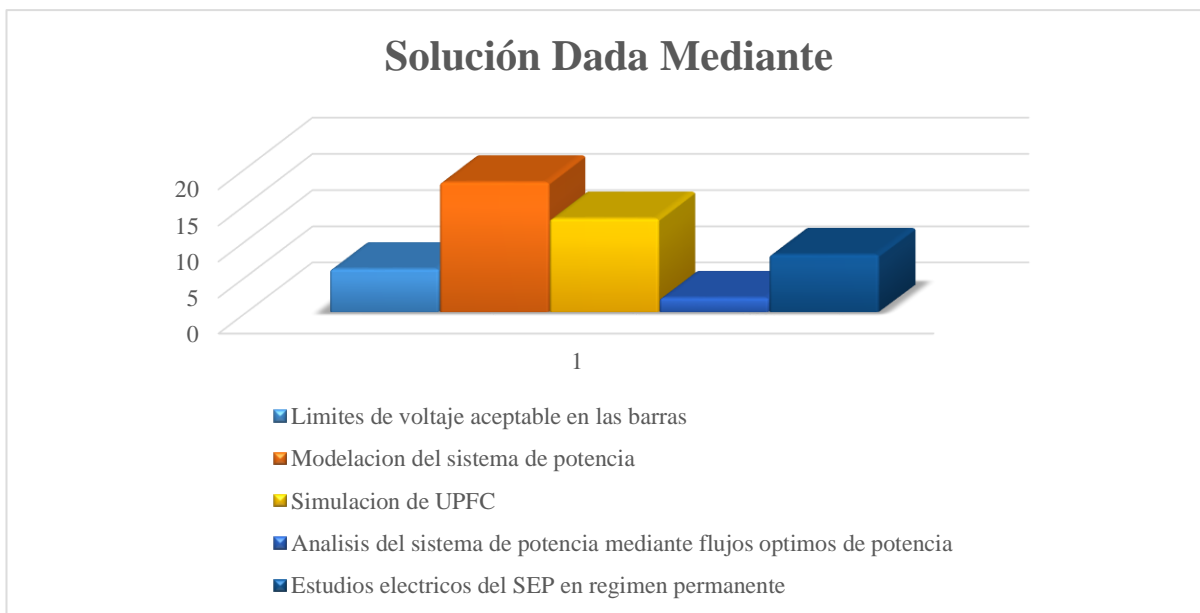


Figura 14. Indicador de Solución.

8 Anexos

Tabla 12. Datos del Sistema IEEE de 9 barras

Barra N°	Voltaje	Angulo	Pg	Qg	Pc	Qc	Tipo	Ycomp
1	1.05	0	0	0	0	0	1	0
2	1.025	0	163	0	0	0	2	0
3	1.025	0	85	0	0	0	2	0
4	0.9972	0	0	0	0	0	3	0
5	0.9972	0	0	0	125	50	3	0
6	0.9972	0	0	0	90	30	3	0
7	0.9972	0	0	0	0	0	3	0
8	0.9972	0	0	0	100	35	3	0
9	0.9972	0	0	0	0	0	3	0

Tipo de Barras:

1- Barra de Referencia (Slack)

2 - Barra de Voltaje (P-V)

3 - Barra de Carga (P-Q)

Tabla 13. Datos de líneas del sistema IEEE de 9 barras

Barra i	Barra j	R	X	Y/2	Elemento
1	4	0	0.0576	0	Transformador 1
2	7	0	0.0625	0	Transformador 2
3	9	0	0.0586	0	Transformador 3
7	8	0.0085	0.0720	0.0745	Línea
8	9	0.0119	0.1008	0.1045	Línea
7	5	0.0320	0.1610	0.1530	Línea
9	6	0.0390	0.1700	0.1790	Línea
5	4	0.0100	0.0850	0.0880	Línea
4	6	0.0170	0.0920	0.0790	Línea

Tabla 14. Datos de potencia de generadores.

Nombre	Vn [kV]	Sn [MVA]	Xd [p.u.]	Xq [p.u.]	X'd [p.u.]	X''d [p.u.]	X0 [p.u.]	X2 [p.u.]
Generador 1	16.5	247.5	0.36	0.24	0.15	0.2	0.1	0.2
Generador 2	18	192	1.72	1.66	0.23	0.2	0.1	0.2
Generador 3	13.8	128	1.68	1.61	0.23	0.2	0.1	0.2

Tabla 15. Datos de generadores.

Nombre	Xd [pu]	X'd [pu]	H [s]
Generador 1	0.1460	0.0608	23.64
Generador 2	0.8958	0.1198	6.40
Generador 3	1.3125	0.1813	3.01

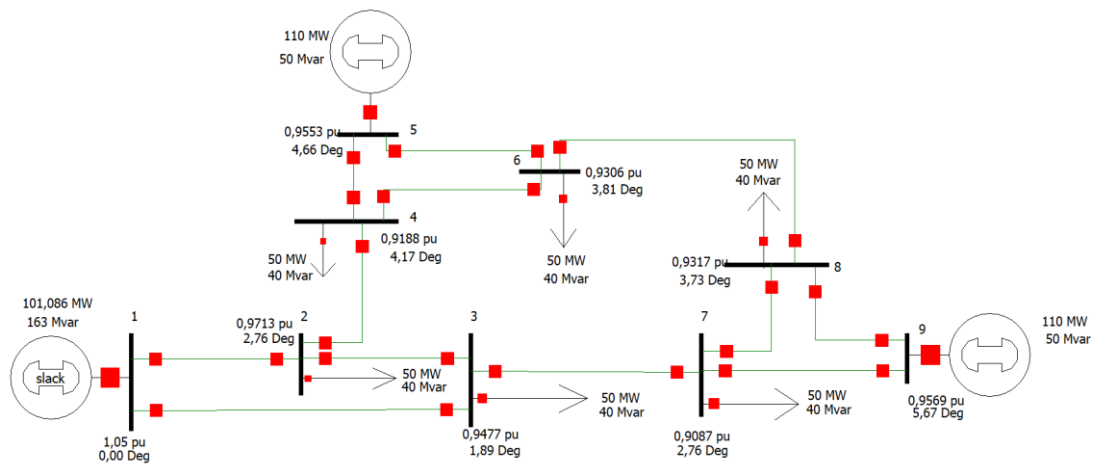


Figura 15. Modelamiento del sistema IEEE 9 Barras en el software ETAP.